

4.5 Zukünftige kommerzielle Nutzung von Methanhydratvorkommen im Meeresboden

KLAUS WALLMANN, MATTHIAS HAECKEL, GERHARD BOHRMANN & ERWIN SUESS

Commercial utilization of methane hydrate deposits in the seabed: The vast amount of natural gas bound in methane hydrates is considered as future energy resource by a growing number of states and companies in South-East Asia and North America. Successful field production tests showed that gas hydrates can be dissociated in the sub-surface by heat addition and pressure reduction while the released gas is produced via conventional drill wells. Laboratory studies demonstrate that CO_2 from coal power plants can be applied to liberate methane from the hydrate structure and produce natural gas while the injected CO_2 is safely stored as hydrate in the sub-surface. The commercial exploitation of sub-seabed gas hydrates may start in the next decade pending on the success of field production tests off Japan scheduled for 2012 and 2014. Specific environmental risks are associated with the future utilization of gas hydrates. These include the extinction of special benthic ecosystems relying on methane from hydrates as energy source, the triggering of slope failure, and leakage of greenhouse gases into the marine environment. Suitable measures have to be taken to avoid these risks. An appropriate legal framework should be established at the international level to meet the specific challenges and risks associated with the commercial use of gas hydrates in the marine environment.

Methanhydrate sind eisähnliche Verbindungen aus Wasser und Methan. Die Methanmoleküle werden dabei in Käfigstrukturen eingelagert, die aus Wassermolekülen bestehen (s. Abb. 4.5-1).

Methanhydrate sind nur bei niedrigen Temperaturen und hohen Drücken stabil (s. Abb. 4.5-2). Sie kommen vor allem in Sedimenten vor, die an den Kontinentalrändern abgelagert werden (s. Abb. 4.5-3). Sie entstehen dort durch Methan, das aus größeren Sedimenttiefen aufsteigt und in den oberen, kälteren Horizonten als Hydrat fixiert und angereicht wird. Auch an Land ent-

stehen unter geeigneten Druck- und Temperaturbedingungen Gashydrate. Sie sind dort besonders unterhalb von mehreren hundert Metern mächtigen Permafrostböden anzutreffen.

Das globale Methaninventar in Gashydraten überschreitet bei weitem die weltweit zur Verfügung stehenden Mengen an Methan in konventionellen Erdgaslagerstätten. Es ist daher eine naheliegende und verlockende Überlegung, Erdgas (= Methan = CH_4) aus Gashydratvorkommen zu gewinnen. Besonders im südostasiatischen Raum wurden in den letzten Jahren

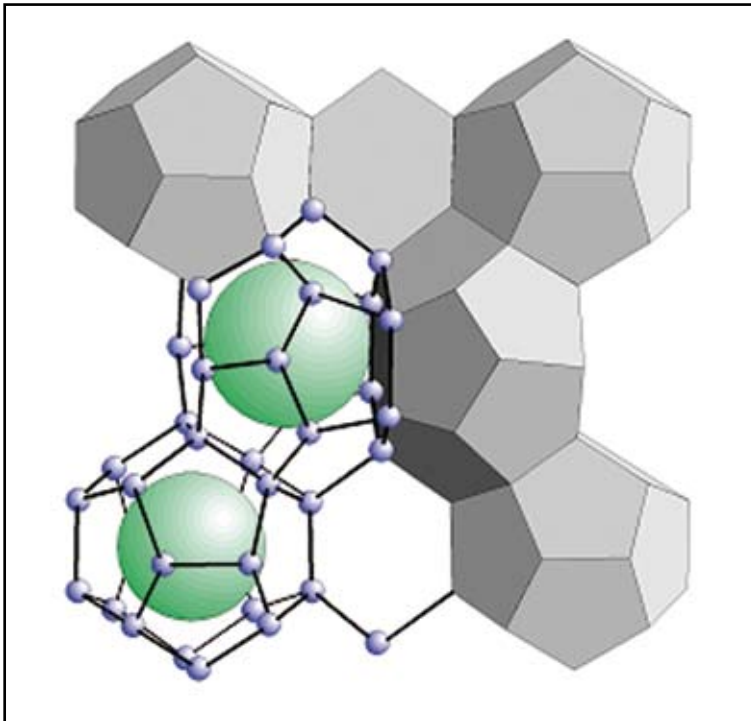
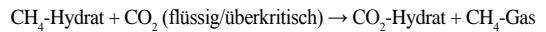


Abb. 4.5-1: Molekulare Struktur von Methanhydrat (Strukturtyp I). Die Wassermoleküle sind als kleine blaue Kugeln dargestellt. Sie bilden Käfigstrukturen, in die als große grüne Kugeln dargestellten Methanmoleküle eingelagert sind (Quelle: J. Greinert, IFM-GEOMAR).

umfangreiche Forschungsprogramme aufgelegt, die darauf abzielen, die Hydratvorkommen im Meeresboden wirtschaftlich zu erschließen. In Japan, Indien, Südkorea und China werden große Anstrengungen unternommen, da diese Staaten über nur sehr begrenzte Erdgasvorkommen verfügen und auf den Import von teurem Flüssiggas angewiesen sind. Auch in Nordamerika (USA, Kanada) hat sich die Einschätzung durchgesetzt, dass die Methanhydrate für die zukünftige Erdgasversorgung von zentraler Bedeutung sein können.

Methanhydratvorkommen können durch Wärmezufuhr, Druckabsenkung und durch den Zusatz von Kohlendioxid (CO_2) im Untergrund zersetzt werden. Dabei wird Methangas in den Porenraum der Sedimente freigesetzt, das anschließend über eine konventionelle Bohrung als Erdgas gefördert werden kann. Eine vielversprechende, innovative Technologie zur Methangewinnung aus Gashydraten verwendet verflüssigtes

CO_2 aus herkömmlichen Kohlekraftwerken, das über eine Bohrung in die Methanhydrat-Lage injiziert wird. Hierbei reagiert das CO_2 spontan mit Methanhydrat und setzt Erdgas frei:



Bei dieser Umwandlungsreaktion entsteht Wärme, da CO_2 -Hydrat stabiler als CH_4 -Hydrat ist. Die CO_2 -Zugabe stimuliert also die Methangas-Freisetzung aus Gashydraten und produziert Wärme für die weitere Hydratzersetzung. In Laborversuchen wurde die Umwandlung schon erfolgreich durchgeführt, allerdings verläuft sie langsam. Eine schnellere Austauschreaktion kann durch die Kombination von Druckabsenkung, Wärmezufuhr und CO_2 erreicht werden.

Die Erdgasproduktion durch Wärmezufuhr und Druckentlastung wurde bereits erfolgreich im Feld getestet. Die ersten Versuche fanden dabei an Land statt. Sie wurden in den kanadischen Permafrostgebieten bei Mallik durchgeführt. Die Hydrate kommen dort unterhalb von mächtigen Eisablagerungen vor. Das erste Experiment wurde im Jahr 2002 von einem japanisch geführten internationalen Konsortium unter deutscher Beteiligung ausgeführt. Dabei wurden die Gashydrate durch Injektion von heißem Wasser im Untergrund zersetzt und das entstehende Methangas über eine Bohrung gefördert. Insgesamt wurden dabei über einen Zeitraum von 5 Tagen ca. 470 m³ Gas produziert (HANCOCK et al. 2005). Im Jahr 2008 wurden die Gashydrate in einem weiteren von Japan finanzierten Feldtest in Mallik durch Druckentlastung zersetzt. Dabei konnte über einen ähnlichen Zeitraum eine sehr viel größere Methanmenge (ca. 13.000 m³) produziert werden (YAMAMOTO & DALLIMORE 2008). Es konnte weiterhin gezeigt werden, dass nur wenige Prozent des Energiegehalts im Methan bei der Erdgasproduktion mittels Druckentlastung verbraucht werden. Durch die Druckentlastung wird also nicht nur die Erdgasförderrate deutlich erhöht sondern auch die Energiebilanz drastisch verbessert. Im Jahr 2011 wird das CO_2 -Injektionsverfahren zum ersten Mal im Feld getestet. Der Produktionstest findet unter US-amerikanischer Führung in Alaska (Prudhoe Bay) statt. Im Jahr 2012 soll der erste Offshore-Produktionstest vor Japan durchgeführt werden, der durch einen zweiten Offshore-Test im Jahr 2014 ergänzt wird. Die japanischen Arbeiten sind dabei auf das Verfahren der Druckentlastung fokussiert, das sich bei dem Feldtest an Land bereits bewährt hat.

Aus ökonomischer Perspektive liegt die größte Herausforderung darin, die Erdgasproduktionsraten auf einen Wert von mehr als ca. 100.000 m³ pro Tag und Bohrloch zu steigern. Nur dann liegt der Ertrag aus

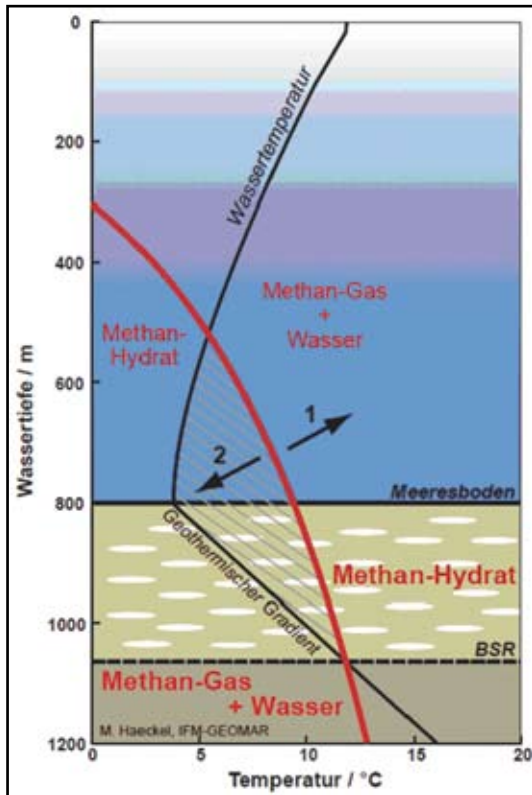


Abb. 4.5-2: Thermodynamische Stabilität von Methanhydrat im marinen Druck- und Temperatur-Bereich. Die schraffierte Fläche zeigt das Stabilitätsfenster an. Der Teil des Fensters unterhalb des Meeresbodens bildet die Gashydratzone. Das Stabilitätsfeld wird durch Spurengase zu niedrigeren Drücken und höheren Temperaturen verschoben (Pfeil 1), während gelöste Salze einen entgegen gesetzten Effekt haben (Pfeil 2) (Quelle: M. Haeckel, IFM-GEOMAR).

der Erdgasvermarktung über den erheblichen Kosten, die bei der Erschließung, Produktion und beim Gas-transport im Offshore-Bereich anfallen. Numerische Reservoirmodellierungen zeigen, dass dieser Wert auch unter günstigen geologischen Bedingungen mit den bisher erprobten Verfahren nicht erreicht werden kann. Das Problem liegt in der Stabilität der Gashydrate, die beim Produktionsprozess weiter erhöht wird: Bei der Zersetzung von Gashydraten wird sehr viel Wärme verbraucht, so dass die Temperatur im Reservoir stark absinkt. Gleichzeitig steigt der Druck im Reservoir durch die Gasfreisetzung an während der Salzgehalt im Formationswasser durch die Freisetzung von Süßwasser abgesenkt wird. Alle drei Effekte (Abkühlung, Druckanstieg, Aussüßung) führen zu einer Stabilisierung der Gashydrate und einem Rückgang der Erdgasproduktionsrate. Beim Produktionsprozess muss ständig gegen diese Selbsterhaltungskräfte angearbeitet werden, um die Erdgasproduktion aufrechterhalten zu können. Bei dem Verfahren der Druckentlastung wird die Erdgasproduktionsrate besonders durch die Abkühlung des Reservoirs stark limitiert.

Vor diesem Hintergrund arbeitet besonders das deutsche SUGAR-Projekt an der Entwicklung von kombinierten Verfahren. Dabei sollen z.B. über eine Injektionsbohrung spezielle Polymere und überkritisches CO₂ eingeleitet werden, um die Gashydratzersetzung im Untergrund zu beschleunigen und aufrechtzuerhalten, während an einer zweiten Bohrung der Reservoirdruck

abgesenkt und Erdgas produziert wird. Erste Laborexperimente und Reservoirmodellierungen lassen vermuten, dass mit solchen oder ähnlichen kombinierten Verfahren unter günstigen Bedingungen Erdgasförderraten von mehr als ca. 100.000 m³ pro Tag erreicht werden können. Allerdings bedarf es noch einer mehrjährigen Entwicklungszeit, bevor diese Verfahren im Feld getestet werden können. Die kommerzielle Nutzung der Gashydrate wird wahrscheinlich an Land beginnen, da die Kosten dort sehr viel geringer ausfallen als auf See. Es ist denkbar, dass noch in diesem Jahrzehnt mit ersten kommerziellen Pilotprojekten in den logistisch gut erschlossenen Permafrostgebieten in Alaska begonnen wird (z.B. Prudhoe Bay). Die kommerzielle Nutzung der Gashydratvorkommen im Meeresboden wird frühestens im nächsten Jahrzehnt beginnen.

Die zukünftige Erdgasförderung aus marinen Gashydratvorkommen ist mit Umwelttrisiken verbunden, die bei der Entwicklung dieser neuen Ressource berücksichtigt und durch entsprechende Maßnahmen minimiert werden müssen:

Gefährdung benthischer Ökosysteme

Oberflächennahe Gashydrate sind häufig mit speziellen Ökosystemen assoziiert, die das im Gashydrat fixierte Methan als Energiequelle nutzen. Diese Ökosysteme werden vernichtet, wenn die Gashydrate abgebaut werden, da den Organismen die Energiebasis entzogen wird. Gashydrate, die direkt am Meeresboden anstehen

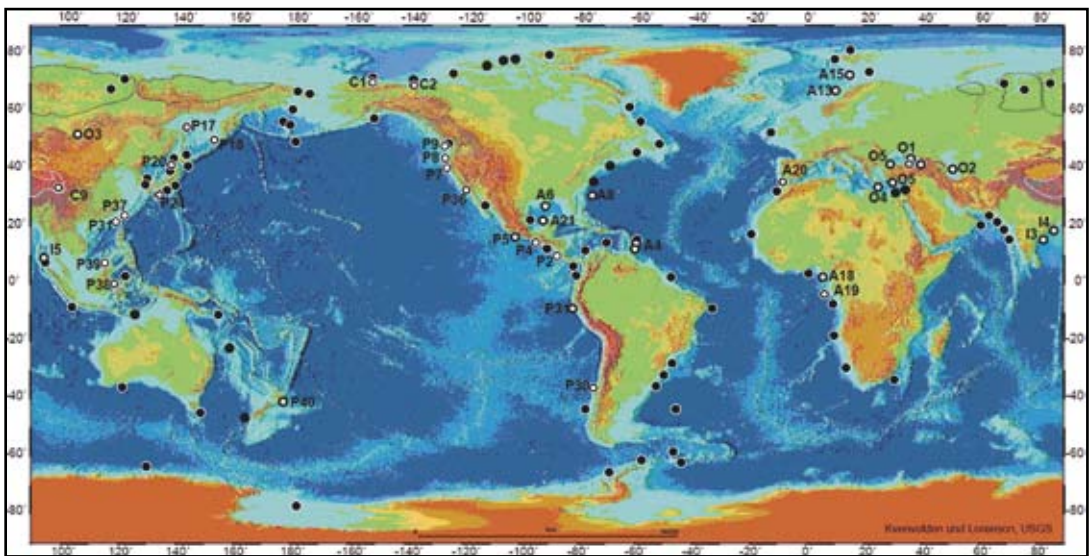


Abb. 4.5-3: Weltweite Gashydratvorkommen.

Symbole: **weiße Kreise** = aus Bohrungen und Beprobungen des Meeresbodens; **schwarze Kreise** = aus geophysikalischen Daten; **C** = kontinentale Vorkommen (Permafrost), **O** = Randmeere, **P** = Pazifischer Ozean, **A** = Atlantischer Ozean (Quelle: K. A. Kvenvolden und T. D. Lorenson, USGS, Menlo Park, California, <http://walrus.wr.usgs.gov/globalhydrate>).

bzw. in geringen Sedimenttiefen bis ca. 10 m vorkommen dürfen daher nicht wirtschaftlich genutzt werden.

Freisetzung von Treibhausgasen am Meeresboden

Auch wirtschaftlich nutzbare Gashydrate kommen meist in relativ geringen Sedimenttiefen vor (ca. 100–500 m). Die Deckschichten, die das Entweichen von Treibhausgasen verhindern, haben also eine deutlich geringere Mächtigkeit als bei klassischen Erdgas- und Erdöllagerstätten, die typischerweise in mehreren Kilometern Sedimenttiefe anzutreffen sind. Die relativ dünnen Deckschichten können aufreißen, wenn der Lagerstättendruck beim Produktionsprozess zu stark erhöht wird, so dass Treibhausgase aus der Lagerstätte freigesetzt werden. Die Betreiber müssen vor Ort detailliert untersuchen, ab welchem Überdruck die Deckschichten bersten können. Beim Abbau darf dieser Grenzwert keinesfalls überschritten werden. Bei der Erdgasproduktion per Druckentlastung ist dieses Risiko weniger relevant, da der Reservoirdruck insgesamt erniedrigt wird.

Auslösung von Hangrutschungen

Gashydrate können die Sedimentstruktur stützen und stabilisieren. Je nach Steilheit des Geländes, kann der Hydratabbau Hangrutschungen auslösen, wenn Erdgas aus diesem Hydrattyp produziert wird. Durch diese relativ kleinräumigen Hangrutschungen könnten Förderanlagen zerstört und Treibhausgase unkontrolliert in die Umwelt freigesetzt werden. Es werden jedoch keine Tsunamis ausgelöst, die den Küstenraum gefährden. Aus Sicherheitsgründen werden alle zurzeit geplanten Feldtests in Hydratvorkommen durchgeführt, bei denen die Hydrate den Porenraum von sandigen Sedimenten füllen ohne die Sedimentstruktur zu beeinflussen. Durch den Abbau dieser Hydrate können keine Hangrutschungen ausgelöst werden. Bei der zukünftigen kommerziellen Nutzung der Gashydrate müssen die Betreiber durch geeignete geotechnische Untersuchungen vor Ort nachweisen, dass der Abbau nicht zu Hangrutschungen führen kann. Gashydrate, die das Sedimentgefüge stabilisieren und in steilem Gelände vorkommen, dürfen nicht abgebaut werden. Das Risiko von Hangrutschungen wird durch den Einsatz von CO₂ minimiert, da neue Hydrate gebildet werden, die das Sedimentgefüge stabilisieren.

Trotz aller möglichen Gefahren muss festgehalten werden, dass der zukünftige Gashydratabbau wahrscheinlich weniger riskant ist als die heutige Nutzung von Erdölvorkommen im Tiefseeboden. Die physika-

lischen und chemischen Eigenschaften der Gashydrate, welche die kommerzielle Nutzung erschweren und die Erdgasförderraten begrenzen (s.o.) sorgen gleichzeitig dafür, dass Gasleckagen aus Hydratvorkommen sehr schnell zum Erliegen kommen, sobald der Produktionsprozess abgebrochen wird. Zudem herrschen in den relativ flachen Gashydratvorkommen hydrostatische Drücke während in den tieferen Erdölvorkommen starke lithostatische Überdrücke auftreten können. Unkontrollierbare Blow-Outs, wie z.B. im Golf von Mexiko, können also bei der Erdgasgewinnung aus Gashydraten nicht auftreten. Zudem sind die in den Gashydraten fixierten Verbindungen, im Gegensatz zu vielen Erdölkomponenten, nicht toxisch. Dennoch müssen die oben vorgeschlagenen Maßnahmen berücksichtigt werden, um die Umweltrisiken beherrschen zu können. Es besteht auf internationaler Ebene ein Bedarf, ein speziell angepasstes rechtliches Regelwerk zu entwickeln, um die spezifischen Risiken beim kommerziellen Gashydratabbau zu minimieren.

Literatur

HANCOCK S. H., COLLETT T. S., DALLIMORE S. R., SATOH T., INOUE T., HUENGES E., HENNINGES J. & WEATHERILL B. (2005) Overview of thermal-stimulation production test results for the JAPEx/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. Geological Survey of Canada Bulletin 585, 1-15.

YAMAMOTO K. & DALLIMORE S. R. (2008) Aurora-JOGMEC-NRCan Mallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project Progress. Fire in the Ice Summer 2008, 1-5.

Prof. Dr. Ing. Klaus Wallmann

Dr. Matthias Haeckel

Prof. Dr. Erwin Suess

*Leibniz Institut für Meereswissenschaften
(IFM-GEOMAR)*

Universität Kiel

Wischhofstr. 1-3, Geb. 4 - 24148 Kiel

kwallmann@ifm-geomar.de

mhaeckel@ifm-geomar.de

esuess@ifm-geomar.de

Prof. Dr. Gerhard Bohrmann

Universität Bremen

Zentrum für Marine Umweltwissenschaften (MARUM)

Leobener Str. - 28359 Bremen

gbohrmann@uni-bremen.de